

Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазоаккумуляции

Л.А. Абукова*, М.Е. Селиверстова, Г.Ю. Исаева

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *abukova@ipng.ru

Аннотация. В статье излагаются авторские представления о роли постэлизионных водонапорных систем в локализации залежей углеводородов. Обосновываются ключевые факторы гидродинамической стагнации, характерной для больших глубин древних осадочных бассейнов; показано, что в пределах последних в условиях регионального дефицита пластового давления возможно формирование синклинальных месторождений углеводородов, а при развитии сверхвысоких пластовых давлений – зон нефтегазоаккумуляции автоклавного типа, в пределах которых реально протекание процессов гидрогенизации смешанного гумусово-сапропелевого органического вещества.

Ключевые слова: постэлизионные водонапорные системы, древние осадочные бассейны, синклинальные месторождения углеводородов, гидродинамическая инверсия.

Для цитирования: Абукова Л.А., Селиверстова М.Е., Исаева Г.Ю. Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазоаккумуляции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 14–24. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2>

Введение

Цель настоящей статьи – обоснование важных, но малоизученных механизмов влияния гидродинамических режимов древних осадочных бассейнов на особенности локализации скоплений углеводородов (УВ) и их последующую сохранность.

Дискуссия о влиянии фактора геологического времени на процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции не завершена, хотя и продолжается длительное время, при этом доказательств негативного влияния возраста осадочных бассейнов на нефтегазоносность не найдено [1]. В существенно большей степени продуктивность недр в отношении нефтегазоносности зависит от совокупности факторов, обеспечивающих растянутость во времени катагенетических преобразований

обогащенных органическим веществом осадочных толщ, наличия условий изоляции резервуаров и отвода продуктов геохимических реакций [2, 3].

Роль возрастных различий осадочных бассейнов в нефтегазогенерации рассматривается и с гидрогеологических позиций. Здесь можно считать доказанной определяющую роль двух факторов: (а) региональной гидродинамической (квази)закрытости территории; (б) растянутых во времени процессов элизии глинистых толщ, происходящих синхронно с катагенной флюидогенерацией нефтегазоматеринских отложений [4, 5].

Энергетическое состояние древних осадочных бассейнов прямо контролируется масштабами автономной флюидогенерации, геохимической трансформации пустотного пространства, фазовым состоянием углеводородов и воды и т.д.

В зависимости от совокупного проявления этих факторов в (квази)закрытых углеводородных системах под контролем постэлизионного водонапорного режима может иметь место региональное распространение как сверхгидростатических, так и субгидростатических давлений. Первостепенную роль здесь играет тектонический фактор: в эвапоритовых бассейнах в условиях непрерывного погружения, бокового геодинамического сжатия и наращивания литостатической нагрузки гидродинамический потенциал системы будет высоким (например, в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины), а в случае активных инверсных движений в течение длительного геологического времени, напротив, низким (например, в подсолевых отложениях Восточной Сибири).

Принципиально важно отметить, что в преобладающем большинстве случаев независимо от энергетического состояния системы гидродинамический градиент с глубиной стабилизируется, либо снижается. Учитывая слабую изученность больших глубин осадочного чехла, в том числе в пределах древних осадочных бассейнов, преждевременно утверждать, что снижение градиентов пластовых давлений с глубиной (по направлению от осадочного чехла к фундаменту) является универсальной закономерностью. Однако нельзя не считаться с тем, что по мере изучения гидродинамики больших глубин такая тенденция проявляется все отчетливее, причем независимо от возраста бассейна, и более выражена в бассейнах древнего заложения. Косвенным подтверждением правомочности этого вывода могут служить многочисленные факты миграции УВ из

осадочного чехла в породы фундамента. Например, японские ученые с помощью трассерных исследований выявили отчетливые признаки миграции флюидов из осадочного чехла в фундамент и формирования здесь скоплений УВ за счет вышележащих генерационных источников [6], что может быть использовано и в экологических целях [7].

На признании реальности нисходящей фильтрации из неогеновых отложений пластовых флюидов базируется прогноз нефтеносности вулканитов мезозоя и доальпийских отложений Куринской впадины. Присутствие рассеянных органических веществ (РОВ) осадочного генезиса установлено во всем вулканогенном разрезе Саатлинской сверхглубокой скважины, причем содержание РОВ растет с глубиной [8].

Проиллюстрировать тезис о том, что по мере приближения к фундаменту повышается частота встречаемости отрицательных градиентов давления можно и на материалах Предкарпатского прогиба. Здесь во внутренней зоне прогиба, где мощности осадочных отложений значительны (около 12 км), в основном развиты повышенные давления, а на внешнем борту, где осадочные отложения мощностью только до 3–4 км лежат на консолидированном докембрийском фундаменте Восточно-Европейской платформы, широко развиты пониженные пластовые давления (табл. 1).

Большие величины дефицита пластовых давлений характерны для подсолевого комплекса Восточной Сибири (табл. 2) и, что важно, фиксируется снижение гидродинамического потенциала с глубиной (рис. 1).

Таблица 1

**Значения пластовых давлений на отдельных месторождениях УВ
Предкарпатского прогиба, по данным Орлова А.А. [9]**

Месторождения УВ	Глубины, м	Пластовые давления, МПа	Коэффициент негидростатичности
Садковичское	1345	11,9	0,87
Рудки	1056	11,2	0,95
Бильче-Волица	1030	10,1	0,95
Угерское	1091	10,4	0,92
Грыновское	1155	9,4	0,87
Ковалевско-Черешенское	2025	18,8	0,91

Таблица 2

**Градиенты замеренных пластовых давлений в различных интервалах
подсолевого разреза на площадях Восточной Сибири [10]**

Площадь, месторождение, № скв.	Горизонты, пласты, свиты		Grad P _{зам} , МПа/м
	верхний	нижний	
Бюк-Танарская, 718	осинский	ботуобинский	-0,0005
Пеледуйская, 751	хамакинский	талахский	-0,0134
Таас-Юряхское, 575	ботуобинский	талахский	-0,0003
Среднеботуобинское, 10	0-I	ботуобинский	-0,0036
Среднеботуобинское, 30, 37	осинский	талахский	-0,0030
Верхневиллючанское, 603	харыстанский	виллючанский	-0,0076
Виллюйско-Джербинская, 646	Ю-I	виллючанский	+0,0010
Талаканская, 809	хамакинский	талахский	-0,0054
Нижнехамакинская, 842	хамакинский	хамакинский	-0,0019
Марковская	осинский	парфеновский	-0,0047
Ярактинская, 55, 21	осинский	ярактинский	-0,0038
Большетирско-Аянская, 204, 30	осинский	верхнетирский	-0,3730
Южно-Суриндинская, 47, 65	осинский	ярактинский	-0,0028

Снижение гидродинамического потенциала в пределах отдельных продуктивных комплексов способствует локализации углеводородов, что может приводить к созданию месторождений УВ на больших глубинах под контролем как структурного фактора, так и вне его. Например, самый низкий гидродинамический потенциал в Якутии обнаружен в венд-рифейских отложениях Виллючанской седловины (Верхневиллючанское, Виллюйско-

Джербинское месторождения). Здесь же выявлены залежи газа в древнейших осадочных отложениях, залегающих на кристаллическом фундаменте [11].

Вполне реально предполагать, что в подобных геофлюидодинамических условиях в отрицательных тектонических элементах при региональном развитии субгидростатических пластовых давлений благоприятные условия для формирования зон нефтегазонакопления смещаются в сторону осевых частей структур.

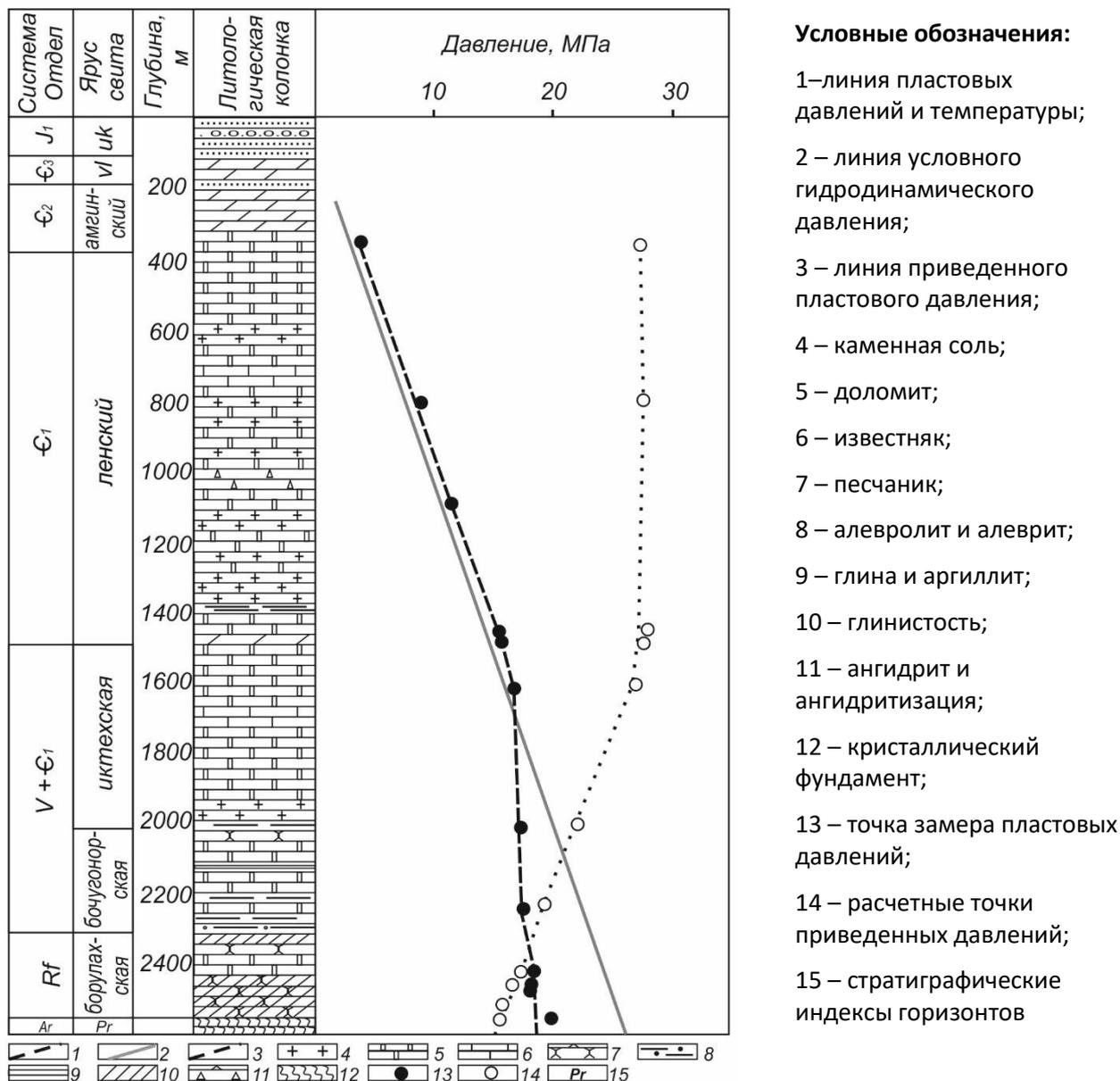


Рис. 1. Распределение пластового, условного гидростатического и приведенного пластового давлений по разрезу нижнепалеозойских отложений Вилучанской седловины [10].

Под действием вертикальной гидродинамической инверсии в соответствии с разностью плотностей флюидов, снизу вверх располагаются газ, выше – нефть, еще выше – вода, то есть газо- и нефтеводяной контакты располагаются над залежью [12].

Подобные открытия не остались незамеченными, с конца прошлого столетия в

мире активно изучаются синклиналильные месторождения углеводородов. В бассейнах Китая (Тарим, Сунляо, Ордос, особенно Турфан-Хами), Канады (бассейн Альберта), США (бассейн Скалистых Гор, бассейн Аппалачи, Восточно-Техасский бассейн и др.) поиск синклиналильных месторождений УВ был успешен и продолжается в настоящее время [13–17].

Механизм формирования подобных скоплений нефти и газа связан с растянутыми во времени процессами флюидогенерации постэлизионных водонапорных систем, чем и объясняется приуроченность синклинальных месторождений к древним бассейнам с выработанным энергетическим потенциалом.

В России не велось целенаправленных исследований по поиску синклинальных месторождений УВ. Между тем на ряде месторождений Восточной Сибири (Верхневиллючанском, Среднеботуобинском, Таас-Юряхском) не только выявлены прямые признаки нисходящей миграции УВ, но и обнаружено инверсное расположение УВ и воды: обводнение залежей в сводовых скважинах, расположенных в приразломных зонах, «неправильное» распределение газа, нефти и воды по разрезу, установленное в некоторых скважинах [10].

К наиболее устойчивым геологическим характеристикам синклинальных месторождений УВ этого типа относятся: (а) тяготение к большим глубинам; (б) большие пространственные масштабы; (в) приуроченность к межгорным впадинам; (г) позднемезозойский (и старше) возраст; (д) ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства флюидовмещающих пород.

На примере подсолевых отложений Прикаспия можно показать, что в древних бассейнах, испытывавших длительное погружение, развивается постэлизионный тип водонапорных систем. Наиболее крупные системы такого типа формируются в мощных глубоководных глинистых толщах при их погружении, в процессе которого завершается стадия активного отжатия седиментационных вод, но при этом нефтегазоматеринский потенциал реализован не полностью. Разномасштабные

рифовые постройки, иные литологические неоднородности с улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами, зоны разуплотнения различной природы в составе глубоководных отложений способны здесь служить вмещателями фазообособленных УВ [18].

В явном виде свойства постэлизионных водонапорных систем проявляются в подсолевых частях эвапоритовых бассейнов, расположенных на глубинах ниже 5–7 км (рис. 2) в том числе в Прикаспийском осадочном бассейне, где в подсолевой части разреза формируется особый – стагнационный – тип водонапорных систем со следующими отличительными признаками: (а) преимущественно однофазным характером флюидной системы; (б) флюидодинамической неоднородностью, формирующейся за счет литологической изменчивости, тектонической блочности и геодинамических напряжений; (в) разномасштабностью проявления; (г) ограниченностью (до полного отсутствия) флюидообменных процессов с внешней средой.

Гидродинамическая стагнация также выражается в снижении градиентов пластовых давлений, но при увеличении их абсолютных значений (в отличие от Восточной Сибири, где они уменьшаются с глубиной).

Области распространения зон стагнационного постэлизионного режима в Прикаспийском осадочном бассейне значительны, они схематически отражены на рис. 3.

В этой ситуации можно предполагать высокие перспективы глубокого погруженных отложений Прикаспийского бассейна на глубинах свыше 5–7 км, где будет повышена вероятность очагового накопления (и сохранения) гигантских скоплений УВ.

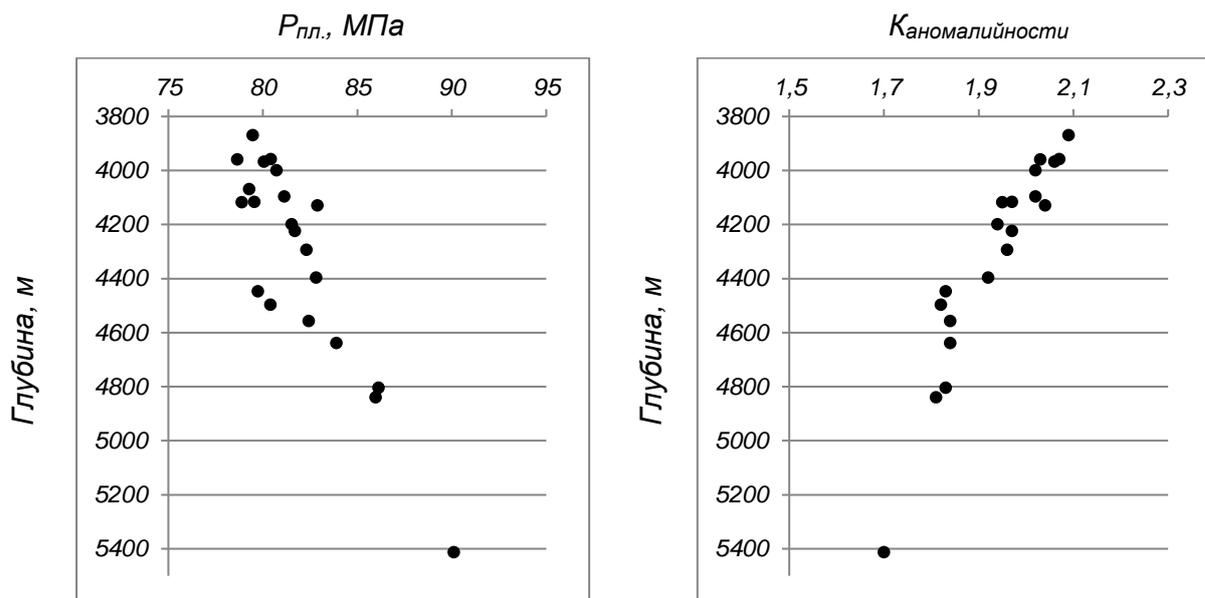


Рис. 2. Графики изменения пластового давления (а) и коэффициента аномалийности (б) в продуктивной части нефтяной залежи месторождения Тенгиз



Рис. 3. Схема развития постэлизионного стагнационного режима в Прикаспийском осадочном бассейне

Отметим, что для условий глубокопогруженных постэлизионных систем особую роль играет взаимовлияние гидродинамических и гидрохимических процессов под воздействием высоких температур и пластовых давлений. Оно приводит к формированию геофлюидодинамической неоднородности, связанной со смещением рассолов морского

и континентального происхождения, кольматацией емкостного пространства коллекторов, дегазационными явлениями. Детальная оценка этих процессов может быть выполнена на опробованной методической основе [19, 20] и необходима для уточнения влияния гидрохимических полей на энергетический потенциал постэлизионной системы.

Не менее важный вопрос – влияние на геофлюидодинамические и геохимические характеристики пород газовой составляющей геологической среды. Этот вопрос имеет много аспектов и заслуживает отдельного рассмотрения; в рамках настоящей статьи отметим только один аспект – возможная роль водорода в геохимической трансформации УВ.

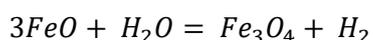
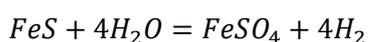
Вопрос заключается в том, что в условиях гидродинамической стагнации естественным образом создаются улучшенные условия для концентрации водорода в пластовых среде, в то время как обычно этот газ диффундирует. По ряду объектов отмечены повышенные содержания водорода, к примеру, в водах подсолевых отложений Прикаспийского осадочного бассейна (табл. 3).

Таблица 3

Состав и упругость водорастворенных газов месторождения Карачаганак (по В.М. Кирьяшину, 1988)

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Температура воды на глубине отбора проб, °С	Газонасыщенность вод, см ³ /л	Состав,% (объемная доля)						Упругость, МПа	Пластовое давление на глубине отбора проб, МПа
				CO ₂	H ₂ S	CH ₄	N ₂ +R	TY	H ₂		
6	5185–5195	80	5717	27,36	23,34	40,10	4,92	3,27	1,01	46,20	47,70
6	5185–5195	80	6188	27,36	23,34	40,10	4,92	3,27	1,01	51,60	47,70
8	5265–5284	81	6660	18,01	21,59	53,08	0,89	4,14	2,29	64,80	57,25
21	5311–5322	85	6305	27,26	26,48	38,33	6,94	0,71	0,18	48,94	61,28
21	5260–5284	85	6090	21,00	16,18	54,39	1,67	2,86	4,10	62,70	54,40
23	5332–5336	85	5950	13,24	33,17	45,13	2,82	4,94	0,70	59,80	60,80
28	5280–5309	80	7543	34,35	22,05	37,61	1,78	3,83	0,38	54,18	53,40

Исследованиями А.А. Трофимука с соавторами экспериментально доказано значение генерации водорода и тонкого диспергирования пород как неперенных условий, обеспечивающих генерацию водорода по реакциям [21]:



При этом подчеркивается, что источником минеральных компонентов в указанных реакциях являются

сульфидные, сидеритовые и шамотитовые фации [21]; последние присутствуют в составе подсолевых отложений Прикаспия. В свою очередь, водород, накапливаемый за счет взаимодействия воды и флюидовмещающих пород, может вступать в реакцию гидрирования водорастворимого органического вещества с образованием метановых и нафтеновых углеводородов и соединений с метиленовыми и карбоксильными группами [22] рассеянного и концентрированного органического вещества.

Выводы

Энергетическое состояние древних осадочных бассейнов зависит от многих факторов: тектонического, геофлюидодинамического, геохимического и др. В зависимости от степени их проявления в (квази)закрытых углеводородных системах под контролем постэлизионного водонапорного режима может иметь место региональное распространение как сверхгидростатических, так и субгидростатических давлений. Независимо от энергетического состояния системы гидродинамический градиент с глубиной стабилизируется или снижается, что определяет масштабы и пространственное положение зон нефтегазоаккумуляции, в том числе и на больших глубинах.

В древних бассейнах при проявлении сплошной вертикальной геофлюидодинами-

ческой инверсии крупные и уникальные месторождения УВ тяготеют к осям синклинальных структур (и/или поднятиям, сформированным в осевых частях прогибов).

В древних бассейнах с высоким энергетическим потенциалом в условиях гидродинамической стагнации (автоклавные углеводородные системы [23]) естественным образом создаются благоприятные условия для концентрации водорода биохимического происхождения и его участия в гидрогенизации смешанного гумусово-сапропелевого органического вещества, что является одним из малоизученных, но реальных механизмов нефтегазообразования за счет вторичного процесса взаимодействия продуктов катагенетического преобразования органического вещества в нефтегазо-материнских породах.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № АААА-А19-119101690016-9 и тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. *Конторович А.Э.* Очерки теории нафтидогенеза: Избр. ст. / Под ред. С.Г. Неручева. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. 545 с.
2. *Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И.* Нефтегенерационный потенциал органического вещества сапропелево-глинисто-кремнистых отложений и его реализация в катагенезе // Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков: Сб. науч. тр. / Под ред. П.П. Тимофеева. М.: Наука, 1990. С. 43–51.
3. *Баженова Т.К.* Эволюция нефтегазообразования в истории Земли и прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 412–424.
4. *Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1969. 272 с.
5. *Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В.* Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1984. 248 с.
6. *Nakano T., Kajivara Y., Farrell C.W.* Strontium isotope constraint on the genesis of crude oils, oil-field brines, and Kuroko ore deposits from the Green Tuff region of northeastern Japan // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1989. Vol. 53, No. 10. P. 2683–2688. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(89\)90139-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(89)90139-7)
7. *Абукова Л.А., Яковлев Ю.И.* Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.

8. *Кременецкий А.А., Ланидус А.В., Скрыбин В.Ю.* Геолого-геохимические методы глубинного прогноза полезных ископаемых. М.: Наука, 1990. 223 с.
9. *Орлов А.А.* Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. Львов: Вища школа. Изд-во при Львовском ун-те, 1980. 188 с.
10. *Яковлев Ю.И.* Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов // Формирование, поиск и разведка газовых залежей: Сб. науч. тр. М.: ВНИИГаз, 1988. С. 29–37.
11. *Анциферов А.С.* Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Недра, 1989. 175 с.
12. *Цзинь Чжицзюнь.* Особенность образования залежей углеводородов и закономерность распределения средних и крупных нефтегазовых месторождений Китая: Автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. 45 с.
13. *Rose P.R., Everett J.R., Merin I.S.* Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, Southern Colorado // *Oil and Gas Journal*. 1984. Vol. 82, No. 10. P. 190–197.
14. *Law B.E.* Basin-centered gas systems // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 2002. Vol. 86, No. 11. P. 1891–1919.
15. *Grujenschi C.* Synclinal truncation traps in Southeastern Saskatchewan (Williston Basin): an abstract from 1990 CSPG Convention, 1990. P. 164.
16. *Jena A.K., Das N.C., Saha G.C., Samanta A.* Exploration in synclinal areas of Tripura Fold Belt, India: a re-found opportunity: Adapted from expanded abstract presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10–13, 2011.
17. *Wu H.Y., Liang X.D., Xiang C.F., Wang Y.W.* Characteristics of petroleum accumulation in syncline of the Songliao basin and discussion on its accumulation mechanism // *Science in China, Series D: Earth Sciences*. 2007. Vol. 50, No. 5. P. 702–709. <https://doi.org/10.1007/s11430-007-0031-y>
18. *Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В., Корчагин О.А.* и др. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции: проблемы и решения // *Геотектоника*. 2019. № 3. С. 3–23. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X201933-23>
19. *Абукова Л.А., Иванова А.В., Исаева Г.Ю.* Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2002. № 5. С. 90–94.
20. *Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А.* и др. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. № 10. С. 34–41.
21. *Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В.* Особенности геодинамических обстановок формирования гигантских месторождений нефти и газа // *Геология и геофизика*. 1998. Т. 39, № 5. С. 673–682.
22. *Молчанов В.И., Гонцов А.А.* Водорастворимые органические соединения как исходные вещества нефтей // *Докл. АН СССР*. 1970. Т. 191, № 3. С. 681–683.
23. *Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П.* Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // *Геотектоника*. 2019. № 3. С. 79–91. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019379-91>

The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation

L.A. Abukova*, M.E. Seliverstova, G.Yu. Isaeva

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: *abukova@ipng.ru

Abstract. The article presents the authors' ideas about the role of post-expulsion water-drive systems in localization of hydrocarbon deposits. It substantiates the key factors of hydrodynamic stagnation, which is a characteristic feature of the large depths of ancient sedimentary basins; it reveals that, within their bounds, in conditions of regional reservoir pressure deficiency the formation of synclinal hydrocarbon deposits is possible, and under ultra-high reservoir pressure – that of zones of oil and gas accumulation of autoclave type, within which the hydrogenation of mixed humus–sapropel organic matter is viable.

Keywords: post-expulsion water-drive systems, ancient sedimentary basins, synclinal hydrocarbon deposits, hydrodynamic inversion.

Citation: Abukova L.A., Seliverstova M.E., Isaeva G.Yu. The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 14–24. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2> (In Russ.).

References

1. Kontorovich A.E. Studies in the theory of naphthide genesis: Selected articles / Ed. by S.G. Neruchev. Novosibirsk: Siberian Branch of the RAS, Geo Branch, 2004. 545 p. (In Russ.).
2. Lopatin N.V., Emets T.P., Simonenkova O.I. Oil-generating potential of organic matter of sapropel-silt-siliceous sediments and its realization in catagenesis // Accumulation and transformation of organic matter of modern and fossil sediments: Collected papers / Ed. by P.P. Timofeev. Moscow: Nauka, 1990. P. 43–51. (In Russ.).
3. Bazhenova T.K. Evolution of oil and gas generation in the Earth's history and petroleum prediction in sedimentary basins // Russian Geology and Geophysics. 2009. Vol. 50, No. 4. P. 308–319. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.008>
4. Kartzev A.A. Fundamentals of oil and gas geochemistry. Moscow: Nedra, 1969. 272 p. (In Russ.).
5. Zorkin L.M., Starobinets I.S., Stadnik E.V. Geochemistry of natural gases in oil and gas basins. Moscow: Nedra, 1984. 248 p. (In Russ.).
6. Nakano T., Kajivara Y., Farrell C.W. Strontium isotope constraint on the genesis of crude oils, oil-field brines, and Kuroko ore deposits from the Green Tuff region of northeastern Japan // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1989. Vol. 53, No. 10. P. 2683–2688. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(89\)90139-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(89)90139-7)
7. Abukova L.A., Yakovlev Yu.I. Geocological concept of development of oil fields with low hydrodynamic potential // Oilfield Engineering. 2008. No. 5. P. 15–18. (In Russ.).
8. Kremenetsky A.A., Lapidus A.V., Skryabin V.Yu. Geological and geochemical methods of deep prognosis for minerals. Moscow: Nauka, 1990. 223 p. (In Russ.).

9. *Orlov A.A.* Anomalous reservoir pressures in oil and gas bearing areas of Ukraine. Lviv: Vyscha Shkola, Lviv University, 1980. 188 p. (In Russ.).
10. *Yakovlev Yu.I.* Theory and cases of downward migration of hydrocarbons // Formation, search and exploration of gas deposits: Collected papers. Moscow: VNIIGaz, 1988. P. 29–37. (In Russ.).
11. *Antsiferov A.S.* Hydrogeology of the most ancient oil and gas bearing strata of the Siberian platform. Moscow: Nedra, 1989. 175 p. (In Russ.).
12. *Jin Zhijun.* Peculiarities of formation of hydrocarbon deposits and distribution pattern of medium and large oil and gas fields in China: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow: Gubkin University, 2007. 45 p. (In Russ.).
13. *Rose P.R., Everett J.R., Merin I.S.* Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, Southern Colorado // Oil and Gas Journal. 1984. Vol. 82, No. 10. P. 190–197.
14. *Law B.E.* Basin-centered gas systems // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 2002. Vol. 86, No. 11. P. 1891–1919.
15. *Grujenschi C.* Synclinal truncation traps in Southeastern Saskatchewan (Williston Basin): an abstract from 1990 CSPG Convention, 1990. P. 164.
16. *Jena A.K., Das N.C., Saha G.C., Samanta A.* Exploration in synclinal areas of Tripura Fold Belt, India: a re-found opportunity: Adapted from expanded abstract presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10–13, 2011.
17. *Wu H.Y., Liang X.D., Xiang C.F., Wang Y.W.* Characteristics of petroleum accumulation in syncline of the Songliao basin and discussion on its accumulation mechanism // Science in China, Series D: Earth Sciences. 2007. Vol. 50, No. 5. P. 702–709. <https://doi.org/10.1007/s11430-007-0031-y>
18. *Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Deliya S.V., Korchagin O.A.* et. al. Hydrocarbon potential of deeply buried reservoirs in the Astrakhan oil and gas accumulation zone: problems and solutions // Geotectonics. 2019. Vol. 53, No. 3. P. 299–318. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030087>
19. *Abukova L.A., Ivanova A.V., Isaeva G.Yu.* The technology of automated choice of the method of studying mineral scaling in reservoir and borehole conditions // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. No. 2. P. 90–94. (In Russ.).
20. *Delya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A.* et al. Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2012. No. 10. P. 34–41. (In Russ.).
21. *Trofimuk A.A., Molchanov V.I., Paraev V.V.* Peculiarities of geodynamic settings of formation of gigantic petroleum deposits // Geologiya i Geofizika. 1998. Vol. 39, No. 5. P. 673–682. (In Russ.).
22. *Molchanov V.I., Gontsov A.A.* Water-soluble organic compounds as initial substances of oils // Dokl. AN SSSR. 1970. Vol. 191, No. 3. P. 681–683. (In Russ.).
23. *Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Volozh Yu.A., Antipov M.P.* Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the Earth crust // Geotectonics. 2019. Vol. 53, No. 3. P. 372–382. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030026>